

大牛地气田智能柱塞气举工艺技术

郑道明¹, 贺绍华², 徐武举², 张晓捷²

- 1. 中石化华北石油工程有限公司技术服务公司 河南郑州 450006
- 2. 中石化华北石油工程有限公司井下作业分公司 河南郑州 450006

通讯作者:Email:373050728@qq.com

引用:郑道明, 贺绍华, 徐武举, 等. 大牛地气田智能柱塞气举工艺技术[J]. 油气井测试, 2020, 29(3): 19-26.

Cite: ZHENG Daoming, HE Shaohua, XU Wujun, et al. Technology of intelligent plunger gas lift in Daniudi gas field [J]. Well Testing, 2020, 29(3): 19-26.

摘要 随着大牛地气田开发的深入, 地层能量衰减, 携液能力下降, 积液、水淹现象频繁出现, 泡排、气举、速度管等工艺在应用效果及经济效益上不能满足气田开发需求。智能柱塞气举工艺技术将柱塞排水采气工艺与智能控制系统结合, 根据气井运行数据, 通过远程控制软件对工作制度进行优化分析、更新设置, 实现气井远程控制、精细化管理。通过 D66-A 井的现场实践, 平均日产气由 1 083 m³ 提高到 1 335 m³; 平均日排水由 0. 15 m³ 提高到 0. 49 m³, 降压带液次数由 3-4 次下降为 0 次, 提高了排水采气效果。该技术可实现低产、低效气井产量与排液效果的双提升, 为实现油气田精细化管理提供技术支持。

关键词 大牛地气田; 泡排; 排水采气; 气举; 远程控制; 应用效果

中图分类号: TE357 **文献标识码**: B **DOI**: 10. 19680/j. cnki. 1004-4388. 2020. 03. 004

Technology of intelligent plunger gas lift in Daniudi gas field

ZHENG Daoming¹, HE Shaohua², XU Wujun², ZHANG Xiaojie²

- 1. Technology Services Company of Sinopec North China Petroleum Engineering Co. Ltd., Zhengzhou 450006, Henan, China
- 2. Downhole Technical Service Branch of Sinopec North China Petroleum Company Co. Ltd., Zhengzhou 450006, Henan, China

Abstract: With the development of the Daniudi gas field, the formation energy decreases and the carrying capacity drops, which frequently causes liquid accumulation and water out. The technologies such as foam flooding, gas lift and velocity string cannot meet the development demand of the gas field in terms of application effect and economic benefits. The intelligent plunger gas lift technology combines the plunger drainage gas production process with the intelligent control system. According to the operating data of gas wells, the remote control software is used to optimize and analyze the working system and update the settings, so as to realize the remote control and fine management of the gas wells. Through the field application of Well D66-A, the average daily gas production increased from 1 083 m³ to 1 335 m³, the average daily drainage increased from 0. 15 m³ to 0. 49 m³, and the number of depressure and fluid carrying decreased from 3-4 times to 0, which improved the effect of drainage and gas production. This technology can improve the production and drainage efficiency for low-production and low-efficiency gas wells, providing technical support for the fine management of oil and gas fields.

Keywords: Daniudi gas field; foam flooding; drainage and gas production; gas lift; remote control; application effect

大牛地气田属于低压、低渗致密砂岩储层, 具有非均质性强、单井产量低等特点^[1]。随着开发的深入, 多数气井产量、压力较低, 达不到临界携液能力, 易出现积液、水淹等现象, 甚至将气层完全压死以至关井, 对气田稳产、增产带来较大影响。为提升排水采气效果, 大牛地气田开展了泡排、气举、速度管等工艺的研究和应用^[2-4]。泡排一定程度上提升了气井排液效果, 但随着生产的进行, 出现气井低压、低产, 达不到临界携液流量, 产出液含凝析

油, 易造成乳化物堵塞, 导致气井仅仅处于维持生产状态^[5]; 而气举、速度管等工艺可短期内取得一定成效, 但施工过程复杂, 动用设备、人员多, 经济效益较低, 不具备推广性。因此, 为实现气田的高效、低成本开发, 有必要探索一种新的排水采气工艺技术。

柱塞气举排水采气是利用气井自身能量推动油管内的柱塞举水, 不需其它动力设备, 生产成本低, 在国外被认为是最佳的排水采气工艺^[6], 获得

了日益广泛的重视和现场应用,取得了明显的生产效益。BP 公司通过柱塞与数字自动控制系统集成在 North San Juan 盆地开展了 40 多口井的应用,气体产量增加了 $11.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均每口井的产量增加了 $3\,681 \text{ m}^3/\text{d}^{[7]}$ 。在南德克萨斯州气田,最初使用优选管柱与泡排联合作业的方法进行排液,取得了很好的效果。但随着凝析油的产生,使用小尺寸油管举升方式很难达到预期排液效果,且化学剂(起泡剂)的费用高,经济上极不合理。在 2002 年 10 月,安装了柱塞举升系统,产量增加 $0.14 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}^{[8]}$ 。新墨西哥 Eumont 气田,气井压力低 ($0.045 \text{ MPa}/100 \text{ m}$),产水量少。为了增产通常采用加砂压裂,由于井筒附近的支撑剂没有充分阻挡,浅层气井中压裂砂的产出成为一个突出问题。最初采用有杆泵生产,经常造成检泵作业,生产成本极高。约 30 口井使用了柱塞气举之后,初期增产达到 85%,产量高于措施前的时间达 411 d 之多,维护和增加产量的同时,运行成本减少了 70%^[9]。

在国内,各大油气田也相应开展了柱塞气举排水采气工艺的研究、应用及推广,其中长庆气田起步较早^[10],历经多年发展形成自主知识产权的柱塞气举系统,现场应用超过 1 000 口,实现了数据实时传输精细调参,无需人员现场调参、操作,成本大幅下降,在实际应用中平均日产气量增幅大于 55%,增产效果显著。而大牛地气田还未开展智能柱塞气举工艺的现场应用,工艺的可行性还未得到验证。

本文从柱塞气举工艺原理入手,通过与智能控制系统的结合,旨在提升工艺的针对性、工作制度调整的及时性,达到单井精细化管理,降低生产成本的目的。该工艺在大牛地气田 D66-A 井进行了现场应用,实现了产量与排液效果的双提升,为工艺的进一步推广奠定了基础。

1 工艺原理及运行过程

为达到良好的现场应用效果,首先要对柱塞排水采气工艺原理及整个运行过程有较为深入的认识。

1.1 工艺原理

柱塞排水采气工艺是间歇气举的一种特殊形式,是以柱塞作为气、液之间的机械界面,利用气井自身能量推动柱塞在油管内进行周期地举液^[11-12],

能够有效地阻止气体上窜和液体回落,减少液体“滑脱”效应,提升间歇气举效率,达到增加产气量、降低产量递减速度、延长井的生产寿命的目的。而与智能控制系统结合后,可根据气井运行数据、柱塞到达、柱塞速度等信息通过远程控制软件对工作制度进行优化分析,并进行新的设置,实现气井的远程控制管理^[13]。

1.2 运行过程

开关井柱塞运行过程如图 1 所示,可分为四个阶段:①当关闭井口时,柱塞在自身重力作用下在油管内穿过气液进行下落,直至到达井底卡定器上坐稳;②柱塞在卡定器上停留一段时间,液面通过柱塞与油管的间隙上升至柱塞以上;③井口打开,生产管线畅通,套管气和进入井筒内的地层气向油管膨胀,到达柱塞下面,推动柱塞及上部液体离开卡定器开始上升,直到柱塞到达井口;④环空套压迫使柱塞及柱塞以上的液体继续上行,当柱塞到达井口后,油压会继续增加,套压降到最小值。柱塞气举过程井筒油、套压变化如图 2 所示。

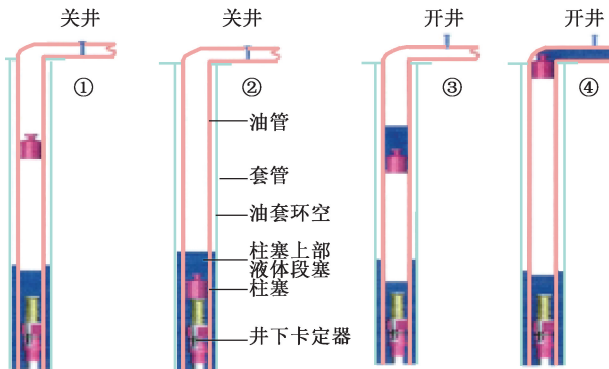


图 1 开关井柱塞运行过程示意图

Fig. 1 Operating process of plunger when open and close wells

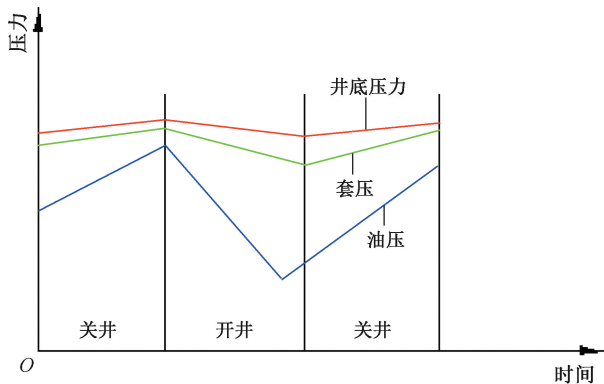


图 2 柱塞举升过程中油、套压变化示意图

Fig. 2 Changes of tubing and casing pressures during plunger lifting process

2 工艺流程

智能柱塞气举工艺具有配置灵活、数据采集精度高、适应性强、安全性高等特点。无需到现场,即可进行参数调整及制度优化,保证气井排液效果,降低了现场管理劳动强度,符合数字化油田的发展趋势。整个工艺流程由井口装置、远程控制系统、远程控制平台组成。

2.1 井口装置

井口装置主要由防喷管、薄膜阀组成,具有双向流体导出口,采用法兰连接,开关井由气动薄膜阀完成,井口装置如图 3 所示。

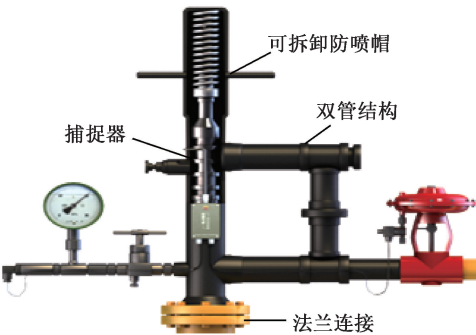


图 3 井口装置结构示意图
Fig.3 Wellhead equipment structure

2.2 远程控制系统

远程控制系统由控制器、到达传感器、数字压力计、电磁阀、数据传输系统组成^[14-16]。其中控制器是控制系统的核心装置,用于执行柱塞气举控制算法及远程开关井指令;到达传感器主要检测柱塞到达、跌落情况,用于计算柱塞上升速度及悬停时间;数字压力计用于实时监测气井油、套压力;电磁阀用于执行薄膜阀开关;数据传输系统用于保障柱塞运行数据和远程控制指令的准确可靠。远程控制系统安装示意图如图 4 所示。

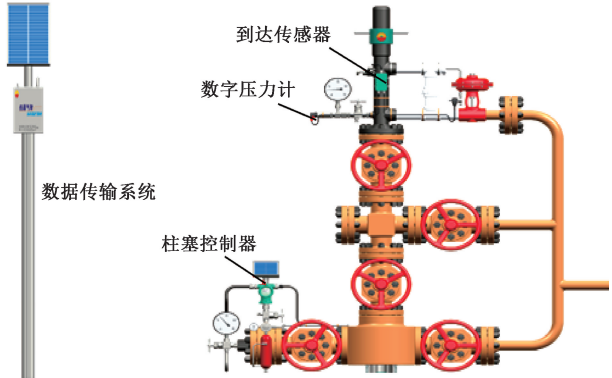


图 4 远程控制系统安装示意图
Fig.4 Installation of remote-control system

2.3 远程控制平台

远程控制平台具有远程开关气井、设置运行参数、查看历史数据、查看操作记录、监测异常报警等功能^[17],可对油套压、气液量、柱塞速度、制度情况、实时曲线的实时监控,对生产报表、小时记录、分钟记录、操作记录的数据监测,拥有时间、压力、保护设置的优化模式,可以导出油套压、产气量、柱塞到达等数据运行曲线,实现了柱塞气举实时调参、远程控制和生产管理,达到单井精细化管理、降低现场人员作业强度的目的。

3 工作制度调试

工作制度的调试和优化,就是在寻找合适的开井时机和关井时机,以确保柱塞能够携液上行,达到产气量最大化^[18]。开关井时机会随着气井产能、压力、流量、液量等参数的变化而变化。

3.1 开、关井时机确定

根据现场实践,当载荷系数小于 0.5 时,柱塞有 80%的可能到达井口;高于 0.5 时,可通过关井恢复压力或者降低管输压力来实现开井条件^[19]。由于气井本身状况的不同,一般推介开井载荷系数在 0.3 左右,保证开井成功率。关井时机的确定主要以采用压力微升法来确定。该方法的原理是开井后随着井筒逐渐积液,井底压力也会逐渐升高,从而反映出套压略微升高的趋势。以套压的升高量作为确定关井时机的依据,从而实现柱塞的自动运行控制,压力微升原理如图 5 所示。

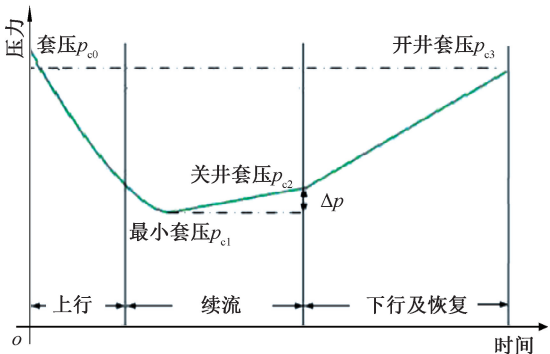


图 5 压力微升原理示意图
Fig.5 Principle of pressure micro rise

3.2 工作制度调试

- (1)开井连续生产,控制器设置常开模式。
- (2)柱塞到达后,继续常开生产,至套压有升高趋势关井。计算开井生产的时间,作为该井柱塞制

度中的开井时间^[20]。

(3)关井后 0.5~1.0 h,计算油套压恢复速度。根据载荷系数,判断该井所需的关井时间。下个周期内,根据套压情况,对制度进行调整,确定最佳开关井制度^[21]。

3.3 柱塞最佳运行状态判断

(1)套压。套压维持在较低水平,代表着较低

的井底压力,同时也反映着较大的产气量^[22]。

(2)生产曲线。曲线平稳、规律,有反应柱塞到达的曲折点^[23]。

(3)柱塞运行速度。柱塞到达且速度规律,最佳运行速度 228 m/min,运行中在 100~300 m/min 之间可正常运行。柱塞运行状态如图 6 所示。

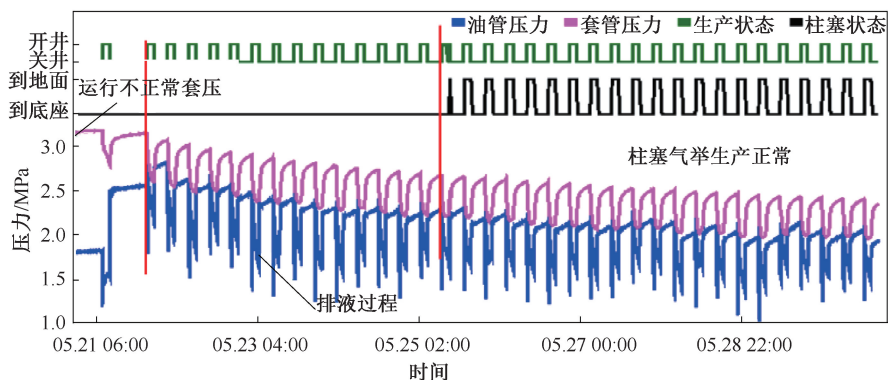


图 6 柱塞运行状态

Fig. 6 Running state of plunger

4 现场应用分析

D66-A 井是大牛地气田一口开发井,完钻井深 3 063.0 m,最大斜度为 0.8°,由下至上分别为太 2、山 1、盒 1 气层,射孔井段分别为 2 896.0~2 902.0 m,2 823.0~2 827.0 m,2 760.5~2 763.5 m。2011 年 9 月 8 日,对该井进行三层机械分压,压后试气,无阻流量为 $1.911 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。D66-A 井管柱结构如图 7 所示。

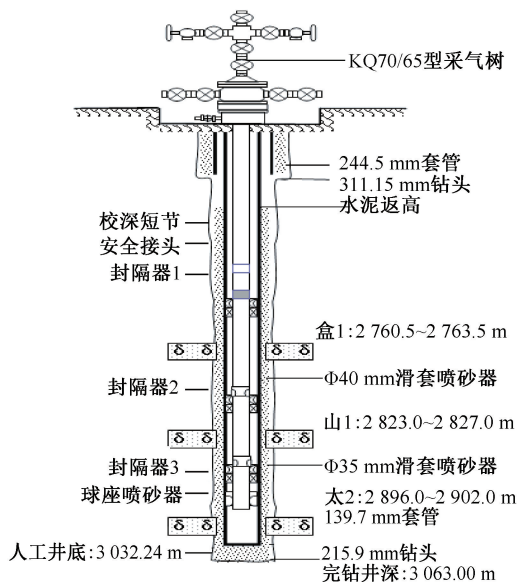


图 7 D66-A 井管柱结构示意图

Fig. 7 String structure of Well D66-A

4.1 工艺应用前生产情况

2019 年 1 月 1 日至 4 月 26 日,该井累计产气 204 466 m^3 ,产水 18.02 m^3 ,平均日产气 1 183 m^3 ,平均日产水 0.15 m^3 (套注泡排,最大日产水 0.25 m^3),套压 5.8~4.5~5.1 MPa,气液比 11 886 m^3/m^3 ,前期生产中每 2 d 进行一次 3~5 h 的降压带液。

4.2 工艺实施可行性分析

以单井数据、历史生产资料为基础,结合柱塞气举工艺选井条件,对该井应用柱塞气举工艺进行了可行性分析。

柱塞气举工艺在直井或斜井中的适用条件为:

- ①井斜不大于 60°;
- ②最大产水量不大于 25 m^3/d ;
- ③气液比大于 1 000 m^3/m^3 ;
- ④套压在 2~20 MPa 之间;
- ⑤油管径一致且通畅无腐蚀。

结合 D66-A 井前期生产情况(最大井斜 0.8°,最大产水 0.25 m^3 ,气液比 11 886 m^3/m^3 ,套压在 5.8~4.5~5.1 MPa,后期通井证实生产管柱满足直径 59.5 mm 柱塞的运行),对比工艺适用条件认为,该井具备开展柱塞气举工艺的条件。同时,根据工艺需求,分别开展了通井、下卡定器、井口改造、设备安装等作业。其中,为最大限度的实现对井筒内液体的举升,同时考虑到柱塞运行时的安全因素,将卡定器下至 2 698.03 m;为提高举升效率、达到最佳排液效果,采用衬垫式柱塞作为气体与液体之间

的机械界面。

4.3 工作制度前期调试

为前期最大限度的排出井筒积液做准备,同时为测试远程控制系统数据接收及控制指令响应情况,进行关井恢复和工作制度的前期调适。2019 年 4 月 23 日 19:00–26 日 19:00,进行压力恢复及系统调试,确认远程控制系统数据接收准确,控制平台指令响应正常。之后,26 日 19:00–29 日 5:00,开井 6 次,加快井筒排液速度。期间累计产气 4 694 m³,累计产液 4.88 m³,有效降低了井筒内液柱高度。前期调试情况如图 8 所示。

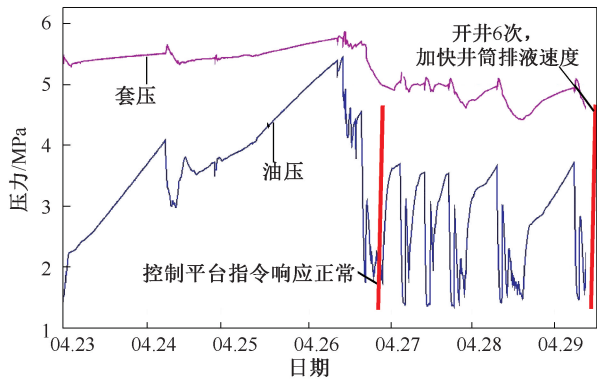


图 8 D66-A 井前期调试情况
Fig. 8 Preliminary debugging of Well D66-A

4.4 中期调试

在达到前期调试目的的情况下,根据油、套压力恢复情况,将工作制度设为开 3.0 h 关 9.0 h。期间累计产气 21 740 m³,累计产液 5.06 m³,平均日产气 1 210 m³,日产液 0.28 m³(表 1)。

表 1 中期调试生产情况

Table 1 Production of medium-term debugging			
日期	产气量/m ³	产液量/m ³	管线压力/MPa
04. 29	1 499	0. 45	1. 600
04. 30	1 585	0. 91	1. 630
05. 01	1 486	0. 87	1. 640
05. 02	1 347	0. 15	1. 800
05. 03	1 336	0. 56	1. 820
05. 04	1 260	0. 31	2. 050
05. 05	1 199	0. 08	1. 860
05. 06	1 153	0. 29	1. 850
05. 07	1 108	0. 48	1. 900
05. 08	1 345	0. 30	2. 260
05. 09	1 284	0. 36	2. 200
05. 10	1 142	0. 03	2. 000
05. 11	1 063	0. 04	1. 970
05. 12	1 206	0. 08	1. 990
05. 13	1 187	0. 07	2. 000
05. 14	1 051	0. 05	2. 077
05. 15	1 078	0. 10	2. 136

从此阶段运行情况看,平均日产气及平均日产液较之前有了一定的提高(工艺实施前,平均日产气 1 183 m³,平均日产水 0.15 m³)。但从油、套压曲线上分析,工作制度仍有进一步优化的空间(图 9、图 10)。

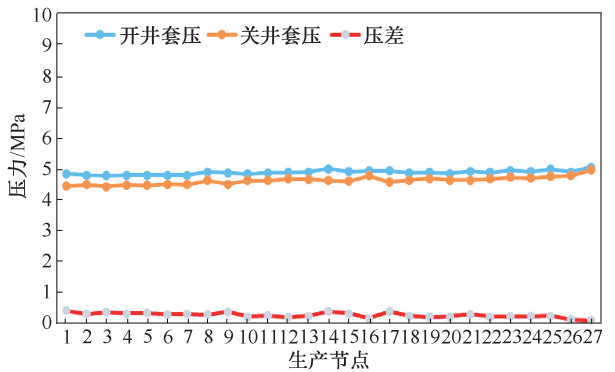


图 9 开、关井套压压差变化曲线
Fig. 9 Changes of casing pressure difference when open and close wells

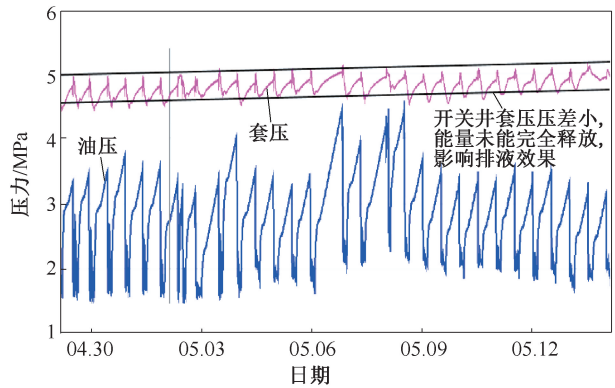


图 10 油、套压变化曲线
Fig. 10 Changes of tubing and casing pressure

(1)套管压力不能得到有效释放,影响试验效果。通过软件调取生产数据,去除系统调试及运行期间不稳定的生产节点,对剩余数据进行分析,在 27 个稳定的生产节点(开关井一次作为一个生产节点)中,平均开井套压为 4.89 MPa,平均关井套压为 4.63 MPa,平均压差为 0.26 MPa。可见,在一个生产周期中,套压的压差较小,套管压力没有得到有效释放,在排液阶段起到作用有限。结合单井情况分析认为,生产管柱附带 3 个扩张式封隔器,胶筒未完全收缩,使得油、套连通性差,气井产能未得到完全释放。

(2)进站压力高、回压大,影响排液效果。随着新井不断并入气站,自 4 月 29 日以来,管线压力由 1.60 MPa 逐步升高到 2.26 MPa,之后维持在 2.00 MPa 左右。管线压力的升高,增大了对井口的

回压,额外消耗了液体举升能量,使得液体不能有效排出井外,影响运行效果。中期调试生产情况见表1,不同管压下生产情况对比如图11所示,管压与产量关系曲线如图12所示。

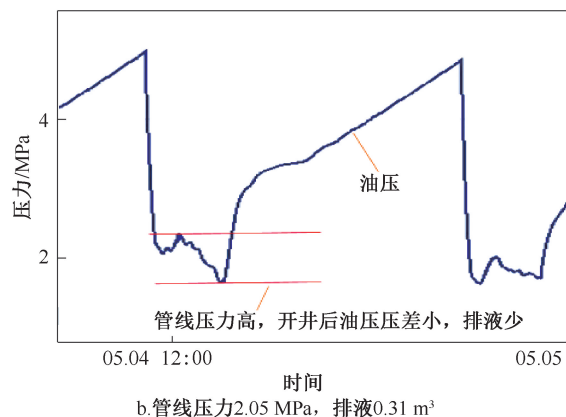
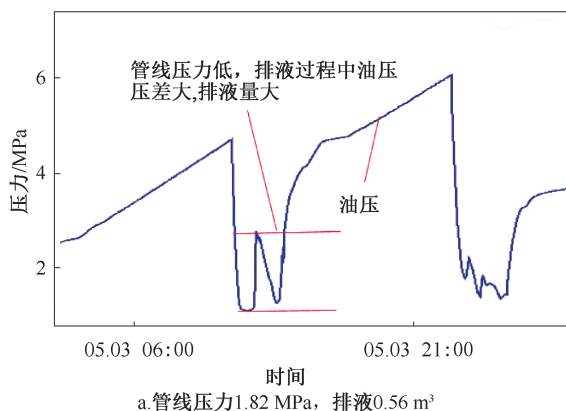


图11 不同管压下生产情况对比

Fig. 11 Comparison under different pipe pressure

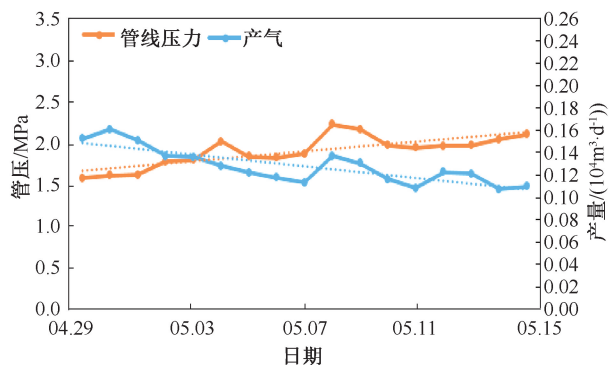


图12 管压与产量关系曲线

Fig. 12 Relationship between pipe pressure and production

(3) 载荷系数高,影响排液效果。根据载荷系数计算公式,即

$$K = (p_{\text{套}} - p_{\text{油}}) / (p_{\text{套}} - p_{\text{管}})$$

式中: K 为载荷系数,无因次; $p_{\text{套}}$ 为关井套压,MPa; $p_{\text{油}}$ 为关井油压,MPa; $p_{\text{管}}$ 为管线压力,MPa。

其中, $p_{\text{套}} - p_{\text{油}}$ 反应油管内积液情况; $p_{\text{套}} - p_{\text{管}}$ 反

应举液能量及动力与阻力差。当管线压力增大时,载荷系数值增大,也就意味着排液效果越不理想。通过对比这一阶段载荷系数与气产量关系可知,随着载荷系数的增加,产量呈逐步下降的趋势。载荷系数与气产量关系曲线如图13所示。

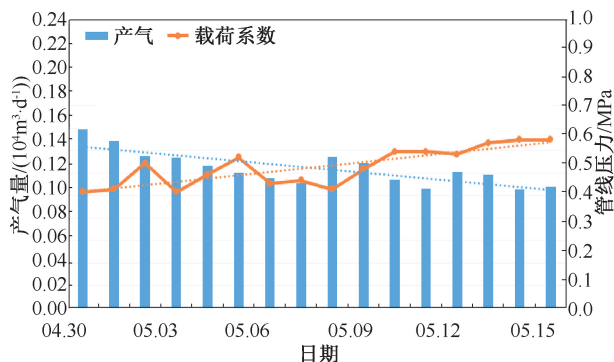


图13 载荷系数与气产量关系曲线

Fig. 13 Relationship between load coefficient and gas production

通过以上分析认为,在油套环空连通性差,套管压力无法有效释放、管线压力升高,增加了举升能量的消耗、载荷系数升高共同影响下,单井产能并未得到真正释放。因此,还需对工作制度进一步优化。

4.5 工作制度优化

根据以上分析结果,将工作制度由开3.0 h关9.0 h调整为开3.5 h关20.5 h。通过增加关井时间,尽可能地恢复油、套压力,最大限度为开井阶段的排液提供能量(图14)。

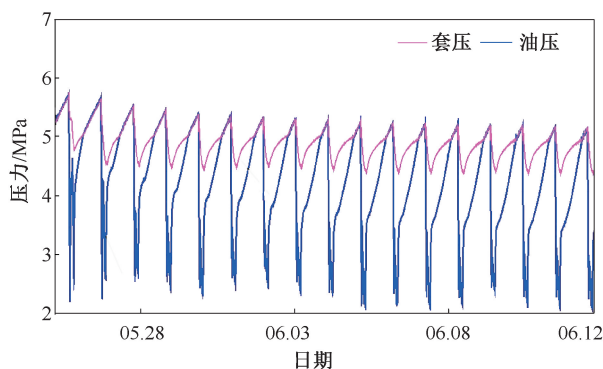


图14 制度调整前、后压力曲线

Fig. 14 Pressure curve before and after system adjustment

通过远程控制平台,选取制度优化后17 d的生产数据。期间,累计产气22 685 m³,累计产液8.28 m³,平均日产气1 335 m³,平均日产液0.49 m³(工艺实施前,平均日产气1 183 m³,平均日产水0.15 m³),平均开井套压5.23 MPa,平均关井套压4.42 MPa,套压平均压差0.81 MPa(上一阶段,平均

开井套压 4.89 MPa,平均关井套压 4.63 MPa,平均压差 0.26 MPa),产量较前期有了较大程度的提升,单井产能得到有效释放。制度调整后生产数据见表 2。

表 2 制度调整后生产数据表

Table 2 Production data after system adjustment

日期	产气/m ³	产液/m ³	开井套压/MPa	关井套压/MPa
05.27	1 303	1.14	5.600	4.760
05.28	1 346	0.68	5.540	4.680
05.29	1 342	0.64	5.500	4.460
05.30	1 357	0.50	5.400	4.450
05.31	1 379	0.43	5.320	4.420
06.01	1 364	0.40	5.261	4.387
06.02	1 305	0.54	5.222	4.427
06.03	1 334	0.43	5.208	4.448
06.04	1 335	0.21	5.190	4.413
06.05	1 317	0.21	5.159	4.386
06.06	1 362	0.68	5.132	4.336
06.07	1 350	0.43	5.120	4.341
06.08	1 321	0.31	5.080	4.333
06.09	1 325	0.59	5.100	4.326
06.10	1 304	0.29	5.080	4.356
06.11	1 312	0.21	5.082	4.331
06.12	1 329	0.59	5.056	4.329

5 结论

(1)通过工艺的现场应用,实现了单井排水采气效果的提升。而与智能控制系统的结合,实现了对现场数据的实时监控,加强了对气井生产状况的了解,提升了工作制度调整的针对性。在生产期间,无需采用其他辅助排水措施,降低了生产、人员成本,具有较高的经济效益及推广价值。

(2)针对存在地层能量不足,油套连通性差、管网压力高等情况的井,在条件允许下,尽可能的延长地层压力恢复时间。因此,宜采用 1 开 1 关的工作制度,同时开井载荷系数宜在 0.3 甚至 0.1 以下。

(3)通过控制平台,可对现场各项数据进行监测及实施采集。可根据油、套压情况,实时模拟压力曲线。二者的结合可对目前单井生产状况进行判断并优化工作制度,减少了人员现场操作的环节,降低了劳动强度,有利于现场的精细化管理及数字油田的建设。

(4)建议在现有井口设备的基础上,扩展控制系统接口,纳入电子流量计实时测量产气、产液量,进一步扩大系统监测范围,为工作制度的调整提供更合理的依据。

致谢:感谢中石化华北石油工程有限公司技术服务公司对本

文的支持,并通过单位保密审查。

参考文献

[1]侯瑞云,刘忠群. 鄂尔多斯盆地大牛地气田致密低渗储层评价与开发对策[J]. 石油与天然气地质,2012,33(1):118-128.

HOU Ruiyun, LIU Zhongqun. Reservoir evaluation and development strategies of Daniudi tight sand gas field in the Ordos basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012,33(1):118-128.

[2]栗超,魏磊,吴甦伟. 机抽—速度管复合排水采气新工艺[J]. 天然气工业,2019,39(11):81-85.

SU Chao, WEI Lei, WU Suwei. New technology of gas recovery by the combined drainage of pumping-velocity strings[J]. Natural Gas Industry, 2019,39(11):81-85.

[3]樊自有,曹立山,侯万滨. 苏里格气田 Φ38.1mm 连续油管应用效果分析评价[J]. 油气井测试,2014,23(3):23-25.

FAN Ziyou, CAO Lishan, HOU Wanbin. Analysis and evaluation on applied effect of Φ38.1 mm coiled tubing in Sulige gas field[J]. Well Testing, 2014,23(3):23-25.

[4]贾俊敏,孙翠容. 英买气田小直径油管排水采气技术[J]. 油气井测试,2019,28(6):54-58.

JIA Junmin, SUN Cuirong. Small diameter tubing drainage and gas recovery technology in Yingmai gas field[J]. Well Testing, 2019,28(6):54-58.

[5]徐卫峰,闫长辉,王贵生,等. 大牛地气田泡沫排水工艺效果评价和影响因素分析[J]. 中国科技信息,2010(8):27-29,32.

XU Weifeng, YAN Changhui, WANG Guisheng, et al. Effect evaluation and influencing factors analysis of foam drainage process in Daniudi gas field [J]. China Science and Technology Information, 2010(8):27-29,32.

[6]叶长青,熊杰,康琳洁,等. 川渝气区排水采气工具研制新进展[J]. 天然气工业,2015,35(2):54-58.

YE Changqing, XIONG Jie, KANG Linjie, et al. New progress in the R & D of water drainage gas recovery tools in Sichuan and Chongqing gas zones [J]. Natural Gas Industry, 2015,35(2):54-58.

[7]PETER O, OYEWOLE. Successful application of integrated digital automation system for production optimization in the North San Juan basin [J]. SPE 106952, 2010.

[8]贾敏,李隼,李楠. 柱塞气举排水采气技术进展及应用[J]. 西部探矿工程,2015,27(7):25-28.

JIA Min, LI Jun, LI Nan. The progress and application of drainage gas recovery technology by plunger gas lift [J]. West-China Exploration Engineering, 2015,27(7):25-28.

[9]ROBERT LESTZ,刘琦,蒋建勋. 一种特殊的柱塞气举方法:分体式柱塞气举[J]. 海洋石油,2005,25(4):71-73.

ROBERT LESTZ, LIU Qi, JIANG Jiaxun. Two-piece, flow-thru plunger offers benefits for unloading gas wells [J]. Offshore Oil, 2005,25(4):71-73.

- [10] 张春,金大权,李双辉,等. 苏里格气田新型柱塞气举系统应用研究[J]. 钻采工艺,2017,40(6):74-76.
ZHANG Chun, JIN Daquan, LI Shuanghui, et al. Application of new type plunger lift system at Sulige gasfield [J]. Drilling & Production Technology, 2017,40(6):74-76.
- [11] 刘永国. 苏里格气田排水采气工艺实践应用及探讨[J]. 中国石油和化工标准与质量,2017,37(17):174-175.
LIU Yongguo. Application and discussion of drainage gas production technology in Sulige gas field [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2017,37(17):174-175.
- [12] 殷庆国,刘方,贺杰新,等. 柱塞气举排水采气工艺技术研究与应用[J]. 石油机械,2018,46(9):69-74.
YIN Qingguo, LIU Fang, HE Jiexin, et al. Study and application of plunger gas lift for water drainage and gas recovery technology [J]. China Petroleum Machinery, 2018,46(9):69-74.
- [13] 李旭日,田伟,李耀德,等. 柱塞气举排水采气远程控制系統[J]. 石油钻采工艺,2015,37(3):76-79.
LI Xuri, TIAN Wei, LI Yaode, et al. Remote control system for drainage gas recovery by plunger lift [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015,37(3):76-79.
- [14] 李锐,蔡昌新,李勇,等. 多模式优化下的柱塞气举排水采气控制系统设计[J]. 石油钻采工艺,2016,38(5):673-677.
LI Rui, CAI Changxin, LI Yong, et al. Design of control system for water drainage and gas production with plunger lift under multi-mode optimization [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016,38(5):673-677.
- [15] 李锐,丁瑞,姚成龙,等. 基于无线传感网络的柱塞气举排水采气控制系统设计[J]. 长江大学学报(自科版),2018,15(13):57-61.
LI Rui, DING Rui, YAO Chenglong, et al. Design of control system of water drainage and gas recovery for plunger gas lift based on wireless sensor network [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2018,15(13):57-61.
- [16] 韩雄,庞东晓,王峰. 油气井试油作业数字井筒建设实践[J]. 油气井测试,2018,27(2):34-40.
HAN Xiong, PANG Dongxiao, WANG Feng. Construction of digital wellbore for well testing [J]. Well Testing, 2018,27(2):34-40.
- [17] 罗辉. 大涝坝气田油气井远程监控系统设计与实现[J]. 自动化仪表,2014,35(10):42-45.
LUO Hui. Design and realization of the remote monitoring system for oil-gas wells in DaLaoBa gas field [J]. Process Automation Instrumentation, 2014,35(10):42-45.
- [18] 雷腾蛟,崔小虎,胡登强,等. 轮南油田复合柱塞气举新工艺[J]. 石油钻采工艺,2017,39(4):472-476.
LEI Tengjiao, CUI Xiaohu, HU Dengqiang, et al. A new combined plunger lift technology used in Lunnan Oilfield [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017,39(4):472-476.
- [19] 夏星,夏继宏,季伟,等. 神木气田柱塞气举工作制度优化[J]. 石油化工应用,2017,36(5):66-68.
XIA Xing, XIA Jihong, JI Wei, et al. Optimization of plunger gas lift system in Shenmu gas field [J]. Petrochemical Industry Application, 2017,36(5):66-68.
- [20] 党晓峰,吕玉海,陈虎,等. 产水井柱塞气举生产制度优化[J]. 天然气勘探与开发,2016,39(4):40-43.
DANG Xiaofeng, LYU Yuhai, CHEN Hu, et al. Optimizing production system of plunger gas lift for water-producing wells [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2016,39(4):40-43.
- [21] 卫亚明,杨旭东,姚坚,等. 柱塞气举井口简易装置系统研究及试验[J]. 钻采工艺,2019,42(3):88-89,111.
WEI Yaming, YANG Xudong, YAO Jian, et al. Research and test of simplified plunger gas lift wellhead [J]. Drilling & Production Technology, 2019,42(3):88-89,111.
- [22] 胡永全,陈星,王桢. 低渗透气藏压裂水平井产量计算新模型[J]. 大庆石油地质与开发,2015,34(1):73-78.
HU Yongquan, CHEN Xing, WANG Zhen, et al. A new production model of fractured horizontal well in low-permeability gas reservoir [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015,34(1):73-78.
- [23] 张凤东,李海涛,李洪建,等. 柱塞气举模型方程的建立及求解[J]. 钻采工艺,2005,28(4):66-69.
ZHANG Fengdong, LI Haitao, LI Hongjian, et al. Establishment and resolution of plunger lift model equation [J]. Drilling & Production Technology, 2005,28(4):66-69.

编辑 刘振庆

第一作者简介:郑道明,男,1986年出生,研究生,工程师,2018年毕业于中国地质大学(武汉)石油与天然气工程专业,现主要从事井下作业相关技术研究工作。电话:0371-58556775,15737186162;Email:373050728@qq.com。通信地址:河南省郑州市中原区淮河西路23号820室,邮政编码:450006。